

Rapport trimestriel aux actionnaires

Deuxième trimestre de 2017

Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice				
Produits	3 217	2 751	6 608	5 254
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	881	365	1 524	617
par action ordinaire – de base	1,01 \$	0,52 \$	1,76 \$	0,88 \$
– dilué	1,01 \$	0,52 \$	1,75 \$	0,88 \$
BAIIA comparable ¹	1 830	1 369	3 807	2 871
Résultat comparable ¹	659	366	1 357	860
par action ordinaire ¹	0,76 \$	0,52 \$	1,56 \$	1,22 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 353	1 148	2 655	2 229
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 408	1 056	2 916	2 305
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	936	702	2 158	1 676
par action ordinaire ¹	1,08 \$	1,00 \$	2,49 \$	2,38 \$
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	1 792	982	3 352	1 818
– projets en cours d'aménagement	56	90	98	157
– apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	473	114	665	284
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	4	—	999
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	4 147	—	4 147	6
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$	1,25 \$	1,13 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
Moyenne de la période	870	703	868	703
Fin de la période	871	703	871	703

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Rapport de gestion

27 juillet 2017

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2016.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « **prévoir** », « **s'attendre** », « **croire** », « **pouvoir** », « **devoir** », « **estimer** », « **projeter** », « **entrevoir** » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion comprennent des renseignements portant notamment sur :

- les changements prévus touchant notre entreprise;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- la croissance prévue du dividende;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement et ceux qui sont en attente de permis;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- la nature et la portée des opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement.

Risques et incertitudes

- notre capacité de réaliser les avantages attendus de l'acquisition de Columbia;
- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2016.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives. Étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de TransCanada dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être semblables aux mesures présentées par d'autres entités.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster pour tenir compte d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur ce qui suit :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements et des ajustements d'impôts sur le bénéficiaire et des modifications apportées aux taux d'imposition en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation de l'écart d'acquisition, d'investissements et d'autres d'actifs, y compris certains coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- des coûts d'acquisition.

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR équivalente.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Résultat comparable et résultat comparable par action

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice et la participation sans contrôle, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

BAll comparable et BAIIA comparable

Le BAll comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers décrits ci-dessus. Nous utilisons le BAll comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Le BAIIA comparable est calculé de la même manière que le BAll comparable, sauf qu'il exclut les charges d'amortissement hors trésorerie. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un rapprochement avec le bénéfice sectoriel.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Flux de trésorerie distribuables comparables et flux de trésorerie distribuables comparables par action

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés – deuxième trimestre de 2017

Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Gazoducs – Canada	305	342	587	614
Gazoducs – États-Unis	401	188	962	455
Gazoducs – Mexique	120	41	238	86
Pipelines de liquides	251	198	478	410
Énergie	645	371	843	245
Siège social	(40)	(24)	(73)	(51)
Total du bénéfice sectoriel	1 682	1 116	3 035	1 759
Intérêts débiteurs	(524)	(514)	(1 024)	(934)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	121	111	222	212
Intérêts créditeurs et autres	89	6	109	106
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 368	719	2 342	1 143
Charge d'impôts	(393)	(274)	(593)	(344)
Bénéfice net	975	445	1 749	799
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(55)	(52)	(145)	(132)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	920	393	1 604	667
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(28)	(80)	(50)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	881	365	1 524	617
Bénéfice net par action ordinaire – de base	1,01 \$	0,52 \$	1,76 \$	0,88 \$
– dilué	1,01 \$	0,52 \$	1,75 \$	0,88 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 516 millions de dollars et de 907 millions de dollars (0,49 \$ par action et 0,88 \$ par action) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016. Le poste bénéfice net par action ordinaire pour 2017 tient compte de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

Les résultats de 2017 comprennent les éléments suivants :

- un gain net de 255 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose d'un gain de 441 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Hydro au deuxième trimestre, d'une perte supplémentaire de 176 millions de dollars après les impôts inscrite au deuxième trimestre au titre de la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, ainsi que des coûts de cession de 10 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice;
- une charge de 15 millions de dollars après les impôts pour le deuxième trimestre et de 39 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 4 millions de dollars après les impôts pour le deuxième trimestre et de 11 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

- un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars au premier trimestre se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

Les résultats de 2016 comprenaient les éléments suivants :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts au premier trimestre sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 113 millions de dollars pour le deuxième trimestre et de 139 millions de dollars depuis le début de l'exercice correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia. Pour le deuxième trimestre, 109 millions de dollars se rapportaient aux paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription émis dans le cadre du financement permanent de la transaction, 10 millions de dollars (36 millions de dollars depuis le début de l'exercice) se rapportaient aux coûts d'acquisition et 6 millions de dollars se rapportaient aux intérêts créditeurs sur les fonds entiercés provenant des reçus de souscription;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts pour le deuxième trimestre et de 15 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts pour le deuxième trimestre au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivaient dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui visait à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu le 31 mars 2016.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le résultat comparable a augmenté de 293 millions de dollars et de 497 millions de dollars comparativement à celui des mêmes périodes en 2016. Il en est question à la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable » ci-après.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	881	365	1 524	617
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain net sur la vente des actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis	(265)	—	(255)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	15	113	39	139
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	4	9	11	15
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(7)	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	176
Coûts de restructuration	—	10	—	10
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	3
Activités de gestion des risques ¹	24	(131)	45	(100)
Résultat comparable	659	366	1 357	860
Bénéfice net par action ordinaire	1,01 \$	0,52 \$	1,76 \$	0,88 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Gain net sur la vente des actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis	(0,30)	—	(0,29)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	0,02	0,16	0,04	0,20
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,01	0,01	0,02
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(0,01)	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	0,25
Coûts de restructuration	—	0,01	—	0,01
Activités de gestion des risques	0,03	(0,18)	0,05	(0,14)
Résultat comparable par action ordinaire	0,76 \$	0,52 \$	1,56 \$	1,22 \$

1 Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	20	4	7
Installations énergétiques aux États-Unis	(94)	204	(156)	89
Commercialisation des liquides	4	4	4	2
Stockage de gaz naturel	(4)	—	1	5
Change	41	(4)	56	49
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	26	(93)	46	(52)
Total des (pertes) gains non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	(24)	131	(45)	100

Le résultat comparable a augmenté de 293 millions de dollars (0,24 \$ par action) pour le trimestre clos le 30 juin 2017 comparativement à celui de la même période en 2016. Cette situation est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016;
- la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation prévus;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

- l'augmentation des intérêts débiteurs principalement imputable à la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et aux émissions de titres d'emprunt à long terme;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Topolobampo depuis juillet 2016 et par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016;
- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant des volumes plus importants.

Le résultat comparable a augmenté de 497 millions de dollars (0,34 \$ par action) pour le semestre clos le 30 juin 2017 comparativement à celui de la même période en 2016. Cette situation est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et aux émissions de titres d'emprunt à long terme;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Topolobampo depuis juillet 2016 et par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016;
- la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation prévus, partiellement contrebalancé par la hausse des intérêts débiteurs;
- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant surtout des volumes plus importants;
- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest à la suite de la résiliation des CAE en Alberta en mars 2016.

Le résultat comparable par action pour 2017 tient compte de l'effet de dilution des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 24 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant d'environ 43 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à long terme. Les montants indiqués ne tiennent pas compte des investissements de maintien, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Projets à court terme

au 30 juin 2017			
(non audité – en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2017-2019	0,5	0,2
Réseau de NGTL ¹	2017	2,3	1,2
	2018	0,3	—
	2019	2,2	0,3
	2020	1,9	0,1
	2021+	0,4	—
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Leach XPress	2017	1,5 US	0,9 US
Modernisation I	2017	0,2 US	0,1 US
WB XPress	2018	0,8 US	0,3 US
Mountaineer XPress	2018	2,0 US	0,2 US
Modernisation II	2018-2020	1,1 US	—
Columbia Gulf			
Rayne XPress	2017	0,4 US	0,3 US
Accès à Cameron	2018	0,3 US	0,2 US
Gulf XPress	2018	0,6 US	0,1 US
Midstream – Gibraltar	2017	0,3 US	0,2 US
Gazoducs – Mexique			
Tula	2018	0,6 US	0,4 US
Villa de Reyes	2018	0,6 US	0,3 US
Sur de Texas ²	2018	1,3 US	0,4 US
Pipelines de liquides			
Grand Rapids ²	2017	0,9	0,8
Northern Courier	2017	1,0	1,0
White Spruce	2018	0,2	—
Énergie			
Napanee	2018	1,1	0,8
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ³	jusqu'en 2020+	1,0	0,2
		21,5	8,0
Incidence du change sur les projets à court terme ⁴		2,9	1,0
Total des projets à court terme (en milliards de dollars CA)		24,4	9,0

¹ Au 30 juin 2017, les projets d'investissement à court terme du réseau de NGTL sont présentés selon les dates de mise en service prévues.

² Notre quote-part.

³ Les montants reflètent la quote-part qui nous revient dans les coûts en capital résiduels que Bruce Power prévoit engager dans le cadre de ses programmes d'allongement du cycle de vie avant les arrêts majeurs pour remise à neuf devant s'amorcer en 2020.

⁴ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,30 \$ au 30 juin 2017.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Projets à moyen et à long terme

Les projets à moyen et à long terme comportent une plus grande incertitude en ce qui a trait au calendrier et aux coûts estimatifs des projets. Les dates de mise en service prévues de ces projets sont postérieures à 2020, et les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous rendent compte des coûts les plus récents pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial ou, dans le cas de Keystone XL, un soutien commercial devrait être obtenu. Tous ces projets sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale du promoteur et/ou des processus réglementaires complexes.

au 30 juin 2017		Coût estimatif du projet	Valeur comptable
(non audité – en milliards de dollars)			
	Secteur		
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	0,9	0,1
Upland	Pipelines de liquides	0,6 US	—
Grand Rapids, phase 2 ¹	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	8,0 US	0,3 US
Terminal Hardisty de Keystone ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets Énergie Est			
Énergie Est ³	Pipelines de liquides	15,7	0,8
Réseau principal de l'Est	Gazoducs – Canada	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs – Canada	4,8	0,4
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs – Canada	1,9	—
		40,2	1,8
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme ⁴		2,6	0,1
Total des projets à moyen et à long terme (en milliards de dollars CA)		42,8	1,9

¹ Notre quote-part.

² La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée au quatrième trimestre de 2015.

³ À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

⁴ Représente un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,30 \$ au 30 juin 2017.

Perspectives

Dans l'ensemble, nos perspectives quant aux résultats de 2017 devraient être supérieures à celles énoncées dans le rapport annuel de 2016 en raison du rendement plus élevé de tous nos secteurs d'activité, y compris celui de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis au premier semestre de 2017, comme il est expliqué en détail dans le rapport de gestion.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total prévu de nos dépenses d'investissement, de nos projets en cours et des apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour 2017, indiqué dans le rapport annuel de 2016, n'a pas varié.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Réseau de NGTL	236	241	466	467
Réseau principal au Canada	264	291	511	522
Autres gazoducs au Canada ¹	28	30	56	62
Expansion des affaires	(1)	(1)	(2)	(2)
BAIIA comparable	527	561	1 031	1 049
Amortissement	(222)	(219)	(444)	(435)
BAll comparable et bénéfice sectoriel	305	342	587	614

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills et de Ventures LP et la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 37 millions de dollars et de 27 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et il est l'équivalent du BAll comparable.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon notre RCA approuvé, notre base d'investissement, notre ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus ou pertes au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET – RÉSEAU DE NGTL ET RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Réseau de NGTL	87	79	169	152
Réseau principal au Canada	48	52	100	102

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 8 millions de dollars et de 17 millions de dollars, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne et de revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevés en 2017. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et comprend un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars et de 2 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de la diminution de la base d'investissement moyenne et de la hausse des frais financiers liés aux reports réglementaires, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 3 millions de dollars et de 9 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison des installations qui ont été mises en service pour le réseau de NGTL et le réseau principal au Canada.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – RÉSEAU DE NGTL ET RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

semestres clos les 30 juin (non audité)	Réseau de NGTL ¹		Réseau principal au Canada ²	
	2017	2016	2017	2016
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	8 043	7 357	4 131	4 398
Volumes livrés (Gpi ³)				
Total	2 044	1 994	903	849
Moyenne quotidienne	11,3	11,0	5,0	4,7

¹ Pour le semestre clos le 30 juin 2017, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 2 070 Gpi³ (2 075 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 11,4 Gpi³ (11,4 Gpi³ en 2016).

² Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le semestre clos le 30 juin 2017, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 474 Gpi³ (530 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 2,6 Gpi³ (2,9 Gpi³ en 2016).

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Columbia Gas ¹	136	—	321	—
ANR	93	70	215	157
TC PipeLines, LP ^{2,3}	26	27	58	58
Great Lakes ⁴	13	12	40	37
Midstream ¹	20	—	43	—
Columbia Gulf ¹	21	—	39	—
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,2,3,5}	26	10	55	24
Participations sans contrôle ⁶	75	75	183	170
Expansion des affaires	—	—	(1)	(1)
BAIIA comparable	410	194	953	445
Amortissement	(112)	(49)	(224)	(100)
BAII comparable	298	145	729	345
Incidence du change	103	43	243	114
BAII comparable (en dollars CA)	401	188	972	459
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	(10)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	(4)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	401	188	962	455

¹ Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et celle des parts détenues dans le public de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») le 17 février 2017.

² Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis des participations additionnelles dans Iroquois de 0,65 % le 1^{er} mai 2016 et de 4,87 %, le 31 mars 2016. TC PipeLines, LP a acquis la participation de 49,34 % de TransCanada dans Iroquois et sa participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS le 1^{er} juin 2017.

³ TC PipeLines, LP émet périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui ont pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. Le tableau ci-après présente notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes présentées.

	Pourcentage de participation effective au	
	30 juin 2017	30 juin 2016
TC PipeLines, LP	26,3	27,4
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :		
Great Lakes	12,2	12,7
PNGTS	16,2	13,7

⁴ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁵ Ces données comprennent notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage ainsi que notre participation directe dans Iroquois et PNGTS jusqu'au 1^{er} juin 2017.

⁶ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP, de PNGTS et de Columbia Pipeline Partners LP dans les tronçons qui ne nous appartiennent pas. Le 17 février 2017, nous avons acquis le reste des parts détenues dans le public de CPPL.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 213 millions de dollars et de 507 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel du semestre clos le 30 juin 2017 comprend, pour le premier trimestre, une charge de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux coûts d'intégration associés à l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel du semestre clos le 30 juin 2016 comprend une perte de 4 millions de dollars avant les impôts (3 millions de dollars après les impôts) par suite d'une entente intervenue en décembre 2015 visant la vente de TC Offshore qui s'est concrétisée au début de 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. En outre, le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base. Les produits liés au transport et au stockage sont généralement plus élevés pendant les mois d'hiver en raison de la demande saisonnière accrue pour nos services.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 s'est accru de 216 millions de dollars US et de 508 millions de dollars US, par rapport aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le BAIIA, à hauteur de 193 millions de dollars US et de 443 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, découlant de l'acquisition de Columbia réalisée le 1^{er} juillet 2016;
- l'augmentation des produits tirés du transport et du stockage dégagés par ANR attribuable au règlement tarifaire approuvé par la FERC qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 63 millions de dollars US et de 124 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison de l'acquisition de Columbia et des taux d'amortissement plus élevés d'ANR attribuables au règlement tarifaire approuvé par la FERC qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

L'amortissement de 5 millions de dollars US, pour le premier trimestre de 2017, lié aux actifs informatiques de Columbia qui ont été mis hors service dans le cadre de l'intégration de Columbia a été exclu du BAII comparable et pris en compte dans les coûts liés à l'intégration et à l'acquisition aux fins du calcul du bénéfice sectoriel.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Topolobampo	40	—	80	(1)
Tamazunchale	27	28	56	55
Guadalajara	17	15	34	32
Mazatlán	17	—	33	—
Sur de Texas ¹	7	—	11	—
Autres	—	1	—	—
Expansion des affaires	—	(2)	—	(5)
BAIIA comparable	108	42	214	81
Amortissement	(19)	(7)	(36)	(13)
BAII comparable	89	35	178	68
Incidence du change	31	6	60	18
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	120	41	238	86

¹ Ces données représentent notre participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des Gazoducs au Mexique a augmenté de 79 millions de dollars et de 152 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et il est équivalent au BAII comparable. Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens.

Le résultat des activités que nous menons au Mexique est soutenu par des contrats à long terme procurant des produits stables et principalement libellés en dollars US et il est tributaire des coûts relatifs à la prestation des services.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 s'est accru de 66 millions de dollars US et de 133 millions de dollars US par rapport aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire dégagé par Topolobampo. La construction du projet Topolobampo a subi un retard qui, selon les modalités du contrat de transport conclu avec la CFE, est considéré comme un événement de force majeure, et des dispositions permettent le recouvrement et la comptabilisation des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016;
- le résultat supplémentaire tiré de Mazatlán. La construction est achevée et le recouvrement et la comptabilisation des produits ont commencé en décembre 2016 conformément au contrat de transport;
- la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 12 millions de dollars US et de 23 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison du début de l'amortissement des projets Topolobampo et Mazatlán.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Réseau d'oléoducs Keystone	329	274	635	576
Expansion des affaires et autres	3	2	9	(4)
BAIIA comparable	332	276	644	572
Amortissement	(80)	(69)	(157)	(141)
BAII comparable	252	207	487	431
Postes particuliers :				
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(5)	(13)	(13)	(23)
Activités de gestion des risques	4	4	4	2
Bénéfice sectoriel	251	198	478	410
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	57	56	112	109
Dollars US	146	116	281	243
Incidence du change	49	35	94	79
	252	207	487	431

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 53 millions de dollars et de 68 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et il tient compte d'une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet de Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi que de gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le bénéfice dans le cas de notre réseau d'oléoducs Keystone provient principalement de la capacité offerte aux expéditeurs en échange de paiements mensuels fixes n'ayant aucun lien avec les volumes de débit. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un bénéfice supplémentaire.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 56 millions de dollars et de 72 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 par rapport aux mêmes périodes en 2016. Cette baisse est imputable à l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des volumes sur l'oléoduc Keystone;
- l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires, notamment la progression de Keystone XL;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars et de 16 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'appréciation du dollar américain.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Énergie

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	23	18	53	22
Installations énergétiques de l'Est	83	84	177	186
Bruce Power	132	20	223	134
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	238	122	453	342
Amortissement	(36)	(36)	(73)	(83)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	202	86	380	259
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	32	82	86	157
Amortissement ³	—	(33)	—	(64)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	32	49	86	93
Incidence du change	9	11	27	28
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	41	60	113	121
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	11	9	32	18
Amortissement	(3)	(3)	(6)	(6)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	8	6	26	12
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(3)	(5)	(6)	(8)
BAII comparable du secteur de l'énergie^{1,2}	248	147	513	384
Postes particuliers :				
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	492	—	481	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	(240)
Activités de gestion des risques	(95)	224	(151)	101
Bénéfice sectoriel^{1,2}	645	371	843	245

¹ Ces données comprenaient les pertes liées aux CAE en Alberta jusqu'au 7 mars 2016, date de leur résiliation.

² Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power.

³ Les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis ne sont plus amortis depuis novembre 2016 lorsqu'ils ont été classés comme étant destinés à la vente.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a augmenté de 274 millions de dollars et de 598 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et il comprenait les postes particuliers suivants :

- en 2017, un gain net de 481 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, y compris un gain de 717 millions de dollars sur la vente de TC Hydro, une perte de 219 millions de dollars sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, ainsi que des coûts de cessions de 17 millions de dollars avant les impôts. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- en 2016, une charge de 240 millions de dollars avant les impôts, y compris une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	20	4	7
Installations énergétiques aux États-Unis	(94)	204	(156)	89
Stockage de gaz naturel	(4)	—	1	5
Total des (pertes) gains non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	(95)	224	(151)	101

Les écarts observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz et l'énergie et le volume de nos positions pour ces dérivés pour une certaine période. Cependant, ils ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est équivalent au BAII comparable et analysé dans les sections suivantes.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

Le tableau qui suit présente les composantes du BAIIA comparable et du BAll comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits¹				
Installations énergétiques de l'Ouest	43	36	89	124
Installations énergétiques de l'Est	93	108	198	203
Autres ²	5	—	20	29
	141	144	307	356
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	7	7	15	7
Achats de produits de base revendus	(1)	—	(2)	(59)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(41)	(49)	(90)	(96)
BAIIA comparable³	106	102	230	208
Amortissement	(36)	(36)	(73)	(83)
BAll comparable³	70	66	157	125
Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest ³	23	18	53	22
Installations énergétiques de l'Est	83	84	177	186
BAIIA comparable³	106	102	230	208
Capacité disponible des centrales⁴				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁵	95 %	83 %	97 %	91 %
Installations énergétiques de l'Est	93 %	97 %	96 %	92 %

¹ Ces données comprennent les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada qui sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité.

³ Ces données tiennent compte des CAE en Alberta jusqu'au 7 mars 2016, date de leur résiliation.

⁴ Pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

⁵ La capacité disponible des centrales a été plus élevée au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 qu'aux mêmes périodes en 2016 en raison d'un arrêt d'exploitation imprévu à la centrale de Mackay River attribuable aux incendies de forêt qui ont eu lieu dans le nord de l'Alberta en 2016.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 5 millions de dollars et de 31 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016. Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons résilié les CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness.

Après la résiliation des CAE en Alberta, l'amortissement a diminué de 10 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2017 comparativement à la même période en 2016.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a reculé de 9 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2017 comparativement à la même période en 2016, en raison principalement du bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Bruce Power

Les résultats de Bruce Power rendent compte de notre participation proportionnelle. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits	428	325	829	752
Charges d'exploitation	(209)	(225)	(433)	(462)
Amortissement et autres	(87)	(80)	(173)	(156)
BAIIA comparable et BAII comparable¹	132	20	223	134
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²	92 %	71 %	91 %	80 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	41	209	97	285
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	3	4	20	12
Volumes des ventes (en GWh) ¹	6 309	4 700	12 292	10 534
Prix de vente réalisé par MWh ³	68 \$	69 \$	67 \$	67 \$

¹ Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,5 % en 2016) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

² Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

³ Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Le BAIIA comparable tiré de notre participation dans Bruce Power a augmenté de 112 millions de dollars et de 89 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, ce qui s'explique avant tout par l'augmentation des volumes découlant du nombre moindre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, contrebalancée en partie par la hausse des intérêts débiteurs.

En février 2017, une période d'arrêt a commencé en raison de travaux à effectuer sur le réacteur 5. Les travaux ont pris fin en mai 2017. Des périodes d'arrêt en raison de travaux à effectuer sur les réacteurs 3 et 6 sont prévues au deuxième semestre de 2017. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2017 devrait se situer autour de 90 %.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres a augmenté de 2 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison surtout de la hausse des produits tirés du stockage pour le compte de tiers par suite de l'élargissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons vendu les actifs de production d'électricité de nos installations énergétiques aux États-Unis et amorcé la cessation progressive des activités de TransCanada Power Marketing Ltd. (« TCPM »). Nous prévoyons réaliser la valeur du reste des contrats de commercialisation et du fonds de roulement de TCPM au fil du temps. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAll comparable.

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits				
Installations énergétiques ¹	480	411	1 010	829
Capacité	41	77	83	139
	521	488	1 093	968
Achats de produits de base revendus	(407)	(289)	(816)	(594)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(82)	(117)	(191)	(217)
BAIIA comparable³	32	82	86	157
Amortissement ⁴	—	(33)	—	(64)
BAll comparable	32	49	86	93

¹ Ces données comprennent les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des activités des installations énergétiques aux États-Unis qui sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent le coût du combustible utilisé pour la production.

³ Le résultat de TC Hydro est inclus jusqu'à la date de sa vente, le 19 avril 2017; le résultat de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind est inclus jusqu'à la date de leur vente, le 2 juin 2017.

⁴ Les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis ne sont plus amortis depuis novembre 2016, moment auquel ils ont été classés comme étant destinés à la vente.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été inférieur de 50 millions de dollars US et de 71 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 à celui des mêmes périodes en 2016, principalement en raison de la vente de nos actifs de production d'électricité au deuxième trimestre de 2017, contrebalancée en partie par la hausse des ventes de gros à la clientèle sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
BAIIA comparable et BAII comparable	(12)	—	(16)	(1)
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	(20)	(10)	(49)	(36)
Perte de change – prêt intersociétés	(8)	—	(8)	—
Coûts de restructuration	—	(14)	—	(14)
Perte sectorielle	(40)	(24)	(73)	(51)

La perte sectorielle du siège social s'est aggravée de 16 millions de dollars et de 22 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et elle comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAII comparable :

- les coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Columbia;
- la perte de change sur un prêt intersociétés, qui est compensée au titre des intérêts créditeurs et autres. Ce prêt libellé en pesos lié au projet Sur de Texas représente notre quote-part de son financement;
- les coûts de restructuration se rapportant aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(118)	(110)	(226)	(221)
Libellés en dollars US	(323)	(250)	(640)	(496)
Incidence du change	(111)	(73)	(214)	(158)
	(552)	(433)	(1 080)	(875)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(28)	(18)	(45)	(37)
Intérêts capitalisés	56	46	101	87
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(524)	(405)	(1 024)	(825)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(109)	—	(109)
Intérêts débiteurs	(524)	(514)	(1 024)	(934)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 10 millions de dollars et de 90 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- la dette prise en charge lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars américains, compte tenu de l'incidence du change;
- la hausse des intérêts capitalisés relativement aux projets de pipelines de liquides et de GNL et à la centrale électrique de Napanee;
- en 2016, les paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Libellée en dollars CA	55	47	105	88
Libellée en dollars US	49	49	87	94
Incidence du change	17	15	30	30
Provision pour les fonds utilisés pendant la	121	111	222	212

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 10 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 par rapport à celle des mêmes périodes de 2016. Cette augmentation de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout d'un investissement accru à l'égard de l'expansion de notre réseau de NGTL, tandis que la diminution depuis le début de l'exercice de la provision libellée en dollars américains s'explique principalement par l'achèvement de la construction des gazoducs de Topolobampo et de Mazatlán, partiellement contrebalancée par l'investissement accru dans des projets acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016.

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	40	4	45	51
Postes particuliers :				
Gain de change – prêt intersociétés	8	—	8	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	6	—	6
Activités de gestion des risques	41	(4)	56	49
Intérêts créditeurs et autres	89	6	109	106

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 83 millions de dollars et de 3 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- des revenus de 18 millions de dollars au titre des coûts du projet Coastal GasLink engagés jusqu'à présent. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- des pertes réalisées en 2017 comparativement aux gains réalisés en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

- le gain de change sur le prêt intersociétés lié au projet Sur de Texas, qui est compensé au titre de la perte sectorielle du siège social;
- en 2016, les intérêts créditeurs sur le produit brut des reçus de souscription qui était entiercé;
- les gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2017 par rapport à 2016. Ces montants ont été exclus du résultat comparable.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(198)	(189)	(442)	(369)
Postes particuliers :				
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(227)	—	(226)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	5	—	20	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	1	4	2	8
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	7	—
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	64
Coûts de restructuration	—	4	—	4
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	1
Activités de gestion des risques	26	(93)	46	(52)
Charge d'impôts	(393)	(274)	(593)	(344)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 9 millions de dollars et de 73 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, ce qui découle principalement de la progression du résultat avant les impôts en 2017 comparativement à 2016 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(55)	(52)	(145)	(132)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 13 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement à la même période en 2016, principalement en raison de l'acquisition de Columbia qui comprenait une participation sans contrôle dans CPPL. Le 17 février 2017, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de CPPL.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(28)	(80)	(50)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont été supérieurs de 11 millions de dollars et de 30 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016. Ces augmentations sont principalement le fait des émissions d'actions privilégiées de série 13 et de série 15 en avril 2016 et en novembre 2016, respectivement.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Réseau de NGTL

Le 14 juin 2017, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2 milliards de dollars, qui repose sur une demande supplémentaire soutenue par des contrats conclus avec des clients et portant sur des services garantis de réception et de livraison de 3 Gpi³/j. Nous avons aussi conclu une invitation à soumissionner à l'égard des services supplémentaires liés à une récente expansion au point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, qui fait la liaison par nos gazoducs en aval pour acheminer la production canadienne jusqu'aux marchés de la Californie, du Nevada et de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique. Les soumissions reçues dépassaient les besoins, de sorte que la totalité des services supplémentaires pouvant être offerts, qui visent 381 Mpi³, fait maintenant l'objet de contrats à long terme.

Ce nouveau programme d'expansion accroît notre programme d'investissement à court terme global consacré au réseau de NGTL, dont l'achèvement est prévu pour 2021, et le porte à 7,1 milliards de dollars.

North Montney

Le 20 mars 2017, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir la modification des approbations obtenues pour North Montney afin d'en éliminer la condition stipulant que le projet ne pourrait être entrepris qu'après qu'une décision d'investissement finale positive aurait été prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG. Le projet North Montney est maintenant visé par des contrats commerciaux restructurés de 20 ans conclus avec des expéditeurs et ne dépend plus de la poursuite du projet de LNG. Le 19 avril 2017, l'ONÉ a accordé une prorogation provisoire de la disposition de temporisation qui devait expirer le 10 juin 2017 pour la reporter au 31 mars 2018. La mise en service devrait se faire en avril 2019 et en avril 2020, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation.

Expansion de Towerbirch

Le 10 mars 2017, le gouvernement du Canada a approuvé le projet d'expansion de Towerbirch. Ce projet de 0,4 milliard de dollars vise la construction d'un gazoduc comprenant 55 km (34 milles) de canalisations de 36 pouces en boucle reliées au réseau principal à Groundbirch, 32 km (20 milles) de nouvelles canalisations de 30 pouces et 4 nouveaux postes de comptage. En février 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a approuvé l'évaluation environnementale en posant quelques conditions qui ont été remplies depuis.

Invitation à soumissionner dans le cadre de l'option tarifaire relative au réseau principal au Canada

Le 13 mars 2017, nous avons annoncé la conclusion réussie de l'invitation à soumissionner relativement au réseau principal au Canada portant sur des ententes à long terme de transport à prix fixe entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. L'invitation à soumissionner s'est traduite par la conclusion de contrats exécutoires à long terme avec des producteurs de gaz du BSOC visant le transport de 1,5 PJ/j de gaz naturel à un tarif simplifié de 0,77 \$/GJ. La durée des contrats est de 10 ans. Chaque contrat prévoit un droit de résiliation anticipée pouvant être exercé après les cinq premières années de service, moyennant le paiement d'un tarif majoré pour les deux dernières années du contrat. La demande d'approbation a été soumise à l'ONÉ le 26 avril 2017. L'ONÉ emploie un processus de demande simplifié modifié et devrait rendre sa décision après la présentation des plaidoiries, le 11 septembre 2017. Les nouveaux services devront être mis en place le 1^{er} novembre 2017.

Projet d'expansion du poste de compression Maple sur le réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada a reçu des demandes visant l'expansion de la capacité au marché du sud de l'Ontario et la livraison au Canada atlantique par le biais des réseaux TQM et PNGTS. Les demandes visant des services garantis d'environ 80 Mpi³/j soulignent le besoin d'une capacité de compression élargie au poste de compression Maple actuel. Les clients ont conclu des ententes de quinze ans préalables au démarrage du projet au coût d'environ 160 millions de dollars. Une fois que le processus de tarification relatif à cet ajout de capacité aura été complété, nous prévoyons que l'ONÉ délivrera l'approbation demandée au début de 2018 en vue d'une mise en service du projet le 1^{er} novembre 2019.

Coastal GasLink

Le report constant de la décision d'investissement finale visant le projet de LNG Canada a donné lieu à une restructuration des modalités de l'entente visant le projet Coastal GasLink conclue avec LNG Canada qui entraînera le paiement de certaines sommes à TransCanada relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés depuis le début du projet. Nous devrions recevoir un paiement d'environ 80 millions de dollars en septembre 2017, qui sera suivi de paiements trimestriels d'environ 7 millions de dollars jusqu'à nouvel ordre. Nous continuons de collaborer avec LNG Canada aux termes de l'entente en vue d'obtenir une décision d'investissement finale.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le 25 juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL. Dans le cadre de notre entente visant le projet de TGPR, suivant la réception d'un avis de résiliation, nous sommes censés être remboursés pour la totalité des coûts et frais financiers engagés pour l'avancement du projet de TGPR. Nous prévoyons recevoir ce paiement plus tard en 2017.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Vente d'Iroquois et de PNGTS à TC PipeLines, LP

Le 1^{er} juin 2017, nous avons conclu la vente d'une participation de 49,34 % dans Iroquois Gas Transmission System, LP (« Iroquois ») et de notre participation résiduelle de 11,81 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS») à TC PipeLines, LP évaluées à 765 millions de dollars US. Le produit de la vente comprenait un montant en trésorerie de 597 millions de dollars US et un montant de 168 millions de dollars US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de PNGTS.

Leach XPress et Rayne XPress

Les approbations et les ordres de commencement des travaux ont été obtenus de la FERC au premier trimestre de 2017 relativement aux projets Leach XPress et Rayne XPress, ce qui nous a permis d'entreprendre la construction. Le projet Leach XPress de 1,5 milliard de dollars US et le projet Rayne XPress de 0,4 milliard de dollars US devraient entrer en service en novembre 2017.

Dossier tarifaire de Great Lakes

Great Lakes est tenue de déposer un nouveau dossier tarifaire en vertu de l'article 4 au plus tard le 1^{er} janvier 2018, conformément à la convention de règlement conclue avec les expéditeurs approuvée en novembre 2013. Le 31 mars 2017, Great Lakes a déposé auprès de la FERC un dossier tarifaire général et une demande de modifications tarifaires en vertu de l'article 4. Les tarifs proposés dans ce dossier seront en vigueur le 1^{er} octobre 2017, sous réserve d'un remboursement si aucun autre règlement ne peut être conclu avant cette date. Great Lakes a entamé les pourparlers avec les clients portant sur les modalités du dépôt et tentera de parvenir à une solution mutuellement satisfaisante au moyen d'un règlement à conclure avec ses clients.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Columbia Pipeline Partners, LP

Le 17 février 2017, nous avons mené à terme l'acquisition, contre trésorerie, de la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL moyennant un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale d'environ 921 millions de dollars US.

PIPELINES DE LIQUIDES

Énergie Est

En janvier 2017, l'ONÉ a nommé trois nouveaux représentants qui seront responsables de l'examen des projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Les nouveaux représentants de l'ONÉ ont annulé toutes les décisions prises par les anciens représentants, et les nouveaux représentants décideront comment poursuivre l'audience. Nous ne sommes pas tenus de présenter une nouvelle demande et les parties n'auront pas à redemander le statut d'intervenant. Toutes les autres procédures et les échéances qui y étaient associées sont devenues caduques. Si les nouveaux représentants déterminent que la demande concernant le projet est complète, la période d'examen de 21 mois de l'ONÉ commencera. Le 29 mars 2017, l'ONÉ a rendu sa décision de jumeler l'audience des projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Aucune date d'audience n'a encore été annoncée.

Le 10 mai 2017, l'ONÉ a lancé un appel à commentaires sur une liste provisoire de questions relatives aux projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est, les réponses du grand public devant lui parvenir au plus tard le 31 mai 2017. Les projets ont eux-mêmes formulé leurs commentaires sur les questions de la liste provisoire le 21 juin 2017. Nous avons présenté en même temps notre réponse aux commentaires du grand public que l'ONÉ avait reçus. Nous attendons la décision de l'ONÉ quant aux questions de la liste définitive. Nous attendons en outre de nouvelles instructions de l'ONÉ concernant le processus d'examen réglementaire.

Keystone XL

En février 2017, nous avons présenté auprès de la Public Service Commission (« PSC ») de l'État du Nebraska une demande d'approbation du tracé de l'oléoduc Keystone XL à travers le Nebraska. Il est prévu qu'une audience soit tenue à cet égard en août 2017, et une décision définitive concernant le tracé devrait être prise d'ici la fin de novembre 2017.

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. Nous avons retiré notre réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que notre contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains. Munis du permis présidentiel, nous pourrions continuer de faire avancer les procédures entamées auprès de la PSC du Nebraska pour faire approuver le tracé de l'oléoduc au Nebraska et auprès d'autres organismes fédéraux des États-Unis pour obtenir les permis connexes.

Compte tenu du temps écoulé depuis le refus de la première demande de permis présidentiel concernant Keystone XL en novembre 2015, nous sommes à revoir les contrats d'expédition et prévoyons l'ajout de nouveaux expéditeurs au groupe principal d'expéditeurs sous contrat et la réduction des volumes que certains expéditeurs se sont engagés à transporter. Nous nous attendons à ce que le soutien commercial pour le projet soit sensiblement le même que celui qui prévalait lors de la première demande visant Keystone XL.

Le 27 juillet 2017, nous avons lancé une invitation à soumissionner sollicitant de nouveaux engagements fermes des parties intéressées à l'égard du transport de pétrole brut sur le réseau d'oléoducs Keystone et pour le projet de pipeline Keystone XL depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique. L'invitation à soumissionner sera close le 28 septembre 2017.

Grand Rapids

Le 1^{er} juin 2017, les travaux liés au contenu de la canalisation ont commencé sur l'oléoduc de Grand Rapids, qui reliera les zones de production du nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux d'Edmonton/Heartland. La mise en service devrait se faire au troisième trimestre de 2017.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

ÉNERGIE

Installations énergétiques aux États-Unis

Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis

Le 19 avril 2017, nous avons clôturé la vente de TC Hydro à Great River Hydro, LLC pour la somme de 1,07 milliard de dollars US, ce qui a donné lieu à un gain d'environ 717 millions de dollars (441 millions de dollars après les impôts) comptabilisé au deuxième trimestre de 2017.

Le 2 juin 2017, nous avons conclu la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et de Kibby Wind à Helix Generation, LLC pour la somme de 2,029 milliards de dollars US. Une perte additionnelle d'environ 219 millions de dollars sur la vente (176 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au deuxième trimestre de 2017, relativement surtout à un ajustement du prix d'achat et aux coûts de réparation découlant d'un arrêt d'exploitation imprévu à Ravenswood avant la clôture. Des indemnités d'assurance correspondant à une partie des coûts de réparation, qui réduiront partiellement cette perte, devraient être reçues d'ici la fin de 2017.

Le produit de la vente a servi à éteindre en entier les facilités de crédit-relais résiduelles qui avaient en partie financé l'acquisition de Columbia.

Après examen de nos options, nous avons entrepris la réduction progressive de notre entreprise de commercialisation TCPM, et nous réaliserons le reste de la valeur des contrats de commercialisation et du fonds de roulement au fil du temps.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers (notamment au moyen de notre programme d'émission de titres de capitaux propres au cours du marché), à notre régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), à la gestion de notre portefeuille, notamment le produit de la cession potentielle d'autres actifs pipeliniers de gaz naturel à TC PipeLines, LP, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

Au 30 juin 2017, notre actif à court terme s'élevait à 4,9 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 10,1 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,2 milliards de dollars, comparativement à un fonds de roulement excédentaire de 0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation;
- notre accès aux marchés des capitaux;
- nos facilités de crédit confirmées non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 8,3 milliards de dollars reste inutilisée.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 353	1 148	2 655	2 229
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(17)	(218)	138	(86)
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 336	930	2 793	2 143
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	20	113	52	139
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	5	13	13	23
Coûts de cession de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	6	—	17	—
Impôt exigible	41	—	41	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables¹	1 408	1 056	2 916	2 305
Dividendes sur les actions privilégiées	(38)	(23)	(77)	(46)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(69)	(62)	(149)	(124)
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(365)	(269)	(532)	(459)
Flux de trésorerie distribuables comparables¹	936	702	2 158	1 676
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire¹	1,08 \$	1,00 \$	2,49 \$	2,38 \$

¹ Pour obtenir plus de précisions au sujet des fonds provenant de l'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 352 millions de dollars et de 611 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, respectivement, comparativement aux mêmes périodes de 2016; cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. L'accroissement entre le deuxième trimestre de 2016 et celui de 2017 s'explique par une augmentation des fonds provenant de l'exploitation comparables, en partie contrebalancée par la hausse des investissements de maintien, des distributions versées aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action de 2017 tiennent compte de l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016.

Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs.

Le tableau suivant présente une ventilation des dépenses d'investissement de maintien.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Gazoducs au Canada	71	42	120	97
Gazoducs aux États-Unis	237	94	307	165
Autres	57	133	105	197
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	365	269	532	459

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 792)	(982)	(3 352)	(1 818)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(56)	(90)	(98)	(157)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(473)	(114)	(665)	(284)
	(2 321)	(1 186)	(4 115)	(2 259)
Trésorerie soumise à des restrictions	—	(13 113)	—	(13 113)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(4)	—	(999)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	4 147	—	4 147	6
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	725	364	725
Montants reportés et autres	(169)	(20)	(254)	32
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	1 658	(13 598)	142	(15 608)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

En 2017, les dépenses en immobilisations ont été principalement liées aux éléments suivants :

- l'expansion des gazoducs de Columbia;
- l'expansion du réseau de NGTL;
- la construction de pipelines au Mexique;
- l'expansion du réseau principal au Canada;
- les entrées d'immobilisations relativement au pipeline d'ANR;
- la construction de la centrale énergétique de Napanee.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement concernent principalement l'oléoduc Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2017 par rapport à 2016, principalement en raison de nos investissements dans Sur de Texas et Bruce Power, et comprennent notre quote-part des besoins de financement par emprunt de Sur de Texas.

En 2016, la trésorerie soumise à des restrictions représentait la somme entières au 30 juin 2016 relativement à l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et comprenait le produit de la vente des reçus de souscription, déduction faite des versements équivalant au dividende, et les prélèvements effectués sur les facilités de crédit-relais confirmées.

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à terme la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis pour un produit net de 4 147 millions de dollars.

La diminution des autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation est principalement attribuable à Bruce Power qui a entrepris de financer son programme d'investissement et de verser des distributions à ses partenaires. Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power avait émis des billets de premier rang sur les marchés financiers et fait des prélèvements sur la facilité de crédit bancaire, ce qui a donné lieu à des distributions de 725 millions de dollars que nous avons reçues. Au premier trimestre de 2017, Bruce Power a émis d'autres billets de premier rang sur les marchés financiers, opération qui s'est traduite par des distributions de 362 millions de dollars que nous avons reçues.

FLUX DE TRÉSorerIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	2017	2016	2017	2016
Billets à payer émis (remboursés), montant net	111	(853)	781	323
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	817	10 335	817	12 327
Remboursements sur la dette à long terme	(4 418)	(933)	(5 469)	(2 290)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 489	—	3 471	—
Dividendes et distributions versés	(435)	(482)	(854)	(932)
Actions ordinaires et reçus de souscription émis, déduction faite des frais d'émission	18	4 371	36	4 374
Actions ordinaires rachetées	—	—	—	(14)
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	27	82	119	106
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	(1 205)	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	492	—	492
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(2 391)	13 012	(2 304)	14 386

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME ÉMIS

(non audité – en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Échéance	Montant	Taux d'intérêt
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

(non audité – en millions de dollars) Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	1 513 US	Variable
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,10 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	630 US	Variable
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	1 070 US	Variable

Les facilités de crédit-relais d'acquisition ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia. Le produit de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a servi à éteindre le solde des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.

ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

(non audité – en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mai 2077	1 500	4,90 %
	Mars 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mars 2077	1 500 US	5,55 %

¹ En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs et aux autres obligations de TCPL.

² Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis à TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En mai 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de la série 2017-B (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,65 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, assortis d'un taux initial fixe de 4,90 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2027 jusqu'en mai 2047 au taux des acceptations bancaires à trois mois majoré de 3,33 % par année; il sera ajusté de mai 2047 jusqu'en mai 2077 au taux des acceptations bancaires à trois mois majoré de 4,08 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 18 mai 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mars 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de la série 2017-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,30 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 5,55 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOI à trois mois majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOI à trois mois majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Selon les dispositions de notre RRD, les porteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements en espèces facultatifs pour acheter des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Ces actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 %. Pour les dividendes déclarés le 5 mai 2017, environ 35 % des dividendes sur les actions ordinaires déclarés ont été désignés pour être réinvestis par les actionnaires en actions ordinaires de TransCanada aux termes du RRD. Puisque l'émission, à un escompte, d'actions ordinaires sur le capital autorisé aux termes du RRD a commencé en juillet 2016, le taux de participation cumulatif représente environ 38 % des actions ordinaires, ce qui a donné lieu à l'émission de 773 millions de dollars d'actions ordinaires.

PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TRANSCANADA CORPORATION

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme au cours du marché qui nous permet d'émettre, à l'occasion et à notre gré, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé d'un prix de vente brut global pouvant aller jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains, au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York. Le programme au cours du marché, en vigueur pour une période de 25 mois, sera activé au besoin et à notre discrétion, selon le profil des dépenses en immobilisations du programme d'investissement de TransCanada et le coût relatif de nos autres possibilités de financement. Au 30 juin 2017, aucune action ordinaire n'avait été émise aux termes de ce programme.

PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TC PIPELINES, LP

Au cours du premier et du deuxième trimestre de 2017, 1,6 million de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 90 millions de dollars US. Au 30 juin 2017, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 26,3 % par suite des émissions de titres dans le cadre du programme au cours du marché et de la dilution qui en a découlé.

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC PipeLines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme au cours du marché pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC PipeLines, LP. Tous les droits de

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

résolution ont expiré, et aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer avant la date d'expiration.

DIVIDENDES

Le 27 juillet 2017, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,625 \$ par action

Payable le 31 octobre 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 septembre 2017

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,204125 \$

Série 2 0,15432055 \$

Série 3 0,1345 \$

Série 4 0,11399178 \$

Payable le 29 septembre 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 août 2017

Série 5 0,14143750 \$

Série 6 0,14007945 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payable le 30 octobre 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 2 octobre 2017

Série 11 0,2375 \$

Série 13 0,34375 \$

Série 15 0,30625 \$

Payable le 31 août 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 11 août 2017

INFORMATION SUR LES ACTIONS**au 24 juillet 2017**

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	871 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Série 13	20 millions	Actions privilégiées de série 14
Série 15	40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	11 millions	7 millions

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

FACILITÉS DE CRÉDIT

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégageant de liquidités additionnelles.

Au 27 juillet 2017, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 10,9 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2021
2,0 milliards de dollars US	2,0 milliards de dollars US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TCPL	Décembre 2017
1,0 milliard de dollars US	0,8 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2017
1,0 milliard de dollars US	0,1 milliard de dollars US	Columbia	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable contractée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL	Décembre 2017
0,5 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL, garantie par TCPL	Décembre 2017
2,1 milliards de dollars	0,8 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Pour appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires	À vue

Au 27 juillet 2017, les sociétés qui nous sont liées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,6 milliard de dollars.

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique intitulée « Risques et instruments financiers ».

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital ont diminué d'environ 0,8 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2016, en raison principalement de la baisse des engagements relatifs aux gazoducs Sur de Texas et au réseau de NGTL du fait de la progression de la construction. Quant aux engagements de transport par des tiers, ils se sont accrus d'environ 0,6 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2016 et se rapportent principalement à des contrats visant le réseau principal au Canada. Les autres engagements en capital du secteur de l'énergie ont diminué d'environ 0,4 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2016 par suite de la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis.

Au 31 décembre 2016, nos engagements relatifs à des contrats de location-exploitation comprenaient des paiements futurs liés à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Par suite de la vente des actifs d'énergie thermique, le 2 juin 2017, les obligations futures résiduelles au 31 décembre 2016 ont diminué de 2 millions de dollars pour 2017, de 52 millions de dollars pour 2018, de 34 millions de dollars pour 2019 et de 102 millions de dollars pour 2022 et par la suite.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2017 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2016 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché et c'est pourquoi nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites en vue d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Ces mesures sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés et les risques connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2016 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2016, mis à part ce qui est mentionné dans les paragraphes qui suivent.

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons vendu nos actifs d'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis et entrepris la réduction progressive des activités de TCPM. Nous prévoyons de réaliser la valeur des contrats de commercialisation et du fonds de roulement résiduels au fil du temps. Par conséquent, notre exposition au risque de crédit a diminué.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses d'investissement, dans des conditions tant normales que difficiles.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- aux débiteurs;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 juin 2017, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, ni concentration importante du risque de crédit, ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas, que nous comptabilisons comme une participation à la valeur de consolidation. Le 21 avril 2017, nous avons obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie libellée en pesos en faveur de la coentreprise. Cette facilité de 1 milliard de dollars porte intérêt à un taux variable annuel. Au 30 juin 2017, les actifs incorporels et autres actifs figurant au bilan consolidé condensé comprennent un prêt de 341 millions de dollars consenti à la coentreprise Sur de Texas (néant au 31 décembre 2016). Ce prêt représente notre quote-part dans les besoins de financement par emprunt de notre société liée et il est inclus dans les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation à notre état consolidé condensé des flux de trésorerie. Les intérêts créditeurs et autres charges comprennent un montant de 3 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 attribuable au prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas (néant et néant en 2016).

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

RISQUE DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

Une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US, mais, comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

trimestre clos le 30 juin 2017	1,34
trimestre clos le 30 juin 2016	1,29
semestre clos le 30 juin 2017	1,33
semestre clos le 30 juin 2016	1,32

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	298	145	729	345
BAII comparable des gazoducs au Mexique	89	35	178	68
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	146	116	281	243
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	32	49	86	93
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction en dollars US	49	49	87	94
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(323)	(250)	(640)	(496)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	1	9	1	16
Participations sans contrôle libellées en dollars US	(41)	(40)	(109)	(100)
	251	113	613	263

Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de taux d'intérêt et de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2017		31 décembre 2016	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2017 à 2019) ²	(240)	1 500 US	(425)	2 350 US
Contrats de change à terme en dollars US	—	—	(7)	150 US
	(240)	1 500 US	(432)	2 500 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, des gains réalisés nets de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement (gains de 2 millions de dollars et de 4 millions de dollars en 2016, respectivement) liés à la composante intérêts des règlements de swaps de devises sont inclus dans les intérêts débiteurs.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2017	31 décembre 2016
Valeur nominale	25 000 (19 300 US)	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	28 500 (22 000 US)	29 400 (21 900 US)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments non dérivés, sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques (instruments détenus à des fins de transaction) afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

(non audité – en millions de dollars)	30 juin 2017	31 décembre 2016
Autres actifs à court terme	320	376
Actifs incorporels et autres actifs	126	133
Créditeurs et autres	(532)	(607)
Autres passifs à long terme	(248)	(330)
	(334)	(428)

(Pertes) gains non réalisé(e)s et réalisé(e)s sur les instruments dérivés

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les		semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes non réalisées) gains non réalisés de la période				
Produits de base ²	(91)	187	(147)	120
Change	41	20	56	47
Taux d'intérêt	—	—	—	—
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(37)	(47)	(85)	(142)
Change	(5)	13	(9)	57
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	7	(67)	13	(140)
Change	—	(43)	5	(106)
Taux d'intérêt	—	1	1	3

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de vendre l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons constaté une perte de 49 millions de dollars et un gain de 7 millions de dollars dans le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2016 au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération sous-jacente couverte ne se produirait pas en raison d'une vente future.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes de l'état consolidé condensé des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	(2)	42	3	26
Change	—	40	—	5
Taux d'intérêt	—	(1)	1	(4)
	(2)	81	4	27
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés, du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹				
Produits de base ²	(7)	(21)	(11)	61
Change ³	—	(39)	—	(5)
Taux d'intérêt ⁴	5	4	9	8
	(2)	(56)	(2)	64
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Produits de base ²	—	43	—	(15)
	—	43	—	(15)

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

⁴ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 juin 2017, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 11 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2016). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2017, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 11 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 juin 2017, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au 1^{er} avril 2017, la direction a mené à bien l'intégration de Columbia, acquise le 1^{er} juillet 2016, au système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») existant. Par suite de l'intégration de Columbia à ce système, certains processus qui sous-tendent notre contrôle interne à l'égard de l'information financière des activités de Columbia ont été modifiés au cours du deuxième trimestre de 2017; toutefois, les contrôles et procédures généraux que nous suivons pour l'établissement des contrôles internes n'ont pas été modifiés de façon importante.

Les actifs attribuables à Columbia représentent environ 17,4 % du total de notre actif au 30 juin 2017, et les produits attribuables à Columbia pour le semestre clos le 30 juin 2017 ont compté pour environ 15,1 % du total des produits de cette période.

À part cette implémentation d'un système de PRE, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au deuxième trimestre de 2017 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Notre rapport annuel de 2016 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2016, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2016 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2017

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon ces nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de ces directives, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence significative sur notre bilan consolidé.

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées aux instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR américains est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou

d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques afférents aux instruments d'emprunt hôtes. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence sur nos états financiers consolidés.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives précisent que, lorsqu'une augmentation d'une participation rend cette participation admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, l'entité n'est pas tenue de respecter l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon prospective, sans incidence sur nos états financiers consolidés.

Paiements à base d'actions versés aux salariés

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Nous avons choisi de comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont entraîné l'inscription d'un ajustement cumulatif de 12 millions de dollars aux bénéficiaires non répartis d'ouverture et la comptabilisation d'un actif d'impôts reportés lié aux paiements à base d'actions versés aux salariés avant l'adoption de ces directives.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV »), il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017; elles ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification de nos conclusions en matière de consolidation.

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle en cinq étapes afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services. Elles exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront tirés des contrats en question et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme : 1) selon une approche entièrement rétrospective, avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou 2) selon une approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption. Nous prévoyons actuellement d'adopter cette norme selon l'approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption, sous réserve des mesures de simplification permises et choisies.

Nous avons dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et nous continuons le processus d'analyse selon l'échéancier de chaque contrat ou groupe de

contrats, par secteur d'exploitation, afin de déterminer les changements importants qu'aura la mise en application des nouvelles directives sur la façon de comptabiliser les produits d'exploitation. Nous n'avons relevé aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation des secteurs d'exploitation ayant fait l'objet d'une analyse à ce jour. L'évaluation n'est pas terminée et nous n'avons pas encore tiré de conclusions sur l'incidence globale de l'adoption des nouvelles directives. Nous poursuivons notre analyse des contrats afin d'obtenir les données nécessaires pour quantifier l'ajustement cumulatif, le cas échéant, des produits d'exploitation des périodes précédentes et l'effet des nouvelles directives sur les produits qui seront comptabilisés par la suite. Nous continuons aussi d'apporter tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant en termes de constatation aux obligations d'information des nouvelles directives.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et une méthode d'adoption est préconisée à l'égard de chacune des composantes des directives. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le client doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Ces directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée à l'égard des contrats de location déjà en vigueur ou conclus après le début de la première période comparative présentée dans les états financiers, et certaines mesures de simplification sont prévues. Nous continuons de dresser la liste des contrats de location existants et de les analyser afin de déterminer l'effet des nouvelles directives sur nos états financiers consolidés. Nous nous affairons aussi à apporter aux systèmes et aux processus les changements nécessaires pour nous permettre de compiler les renseignements requis et nous conformer aux exigences en matière de comptabilisation et de présentation de l'information comprises dans les nouvelles directives.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en

application selon une approche rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de leur adoption et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intra-entités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert d'actifs intra-entités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'en avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Trésorerie soumise à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du solde total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et seront appliquées de façon rétrospective. L'adoption anticipée est toutefois permise.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives, mais nous ne prévoyons pas qu'elle aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui raccourcissent la période d'amortissement de la prime sur certains titres d'emprunt rachetables acquis en exigeant des entités qu'elles amortissent la prime entre l'acquisition et la première date de rachat. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives et n'en avons pas encore déterminé l'effet sur nos états financiers consolidés.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	527	561	1 031	1 049
Gazoducs – États-Unis	551	252	1 271	590
Gazoducs – Mexique	145	49	285	102
Pipelines de liquides	332	276	644	572
Énergie	287	231	592	559
Siège social	(12)	—	(16)	(1)
BAIIA comparable	1 830	1 369	3 807	2 871
Amortissement	(516)	(444)	(1 026)	(898)
BAll comparable	1 314	925	2 781	1 973
Postes particuliers :				
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	492	—	481	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	(20)	(10)	(59)	(36)
Perte de change – prêt intersociétés	(8)	—	(8)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(5)	(13)	(13)	(23)
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	(240)
Coûts de restructuration	—	(14)	—	(14)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	(4)
Activités de gestion des risques ¹	(91)	228	(147)	103
Bénéfice sectoriel	1 682	1 116	3 035	1 759

¹ Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	20	4	7
Installations énergétiques aux États-Unis	(94)	204	(156)	89
Stockage de gaz naturel	(4)	—	1	5
Commercialisation des liquides	4	4	4	2
Total des (pertes) gains non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	(91)	228	(147)	103

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017		2016			2015		
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	3 217	3 391	3 619	3 632	2 751	2 503	2 851	2 944
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	881	643	(358)	(135)	365	252	(2 458)	402
Résultat comparable	659	698	626	622	366	494	453	440
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	1,01 \$	0,74 \$	(0,43) \$	(0,17) \$	0,52 \$	0,36 \$	(3,47) \$	0,57 \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,76 \$	0,81 \$	0,75 \$	0,78 \$	0,52 \$	0,70 \$	0,64 \$	0,62 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,625 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,52 \$	0,52 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans les secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des gazoducs au Mexique, les produits et le bénéfice net trimestriels sont en général relativement stables au cours d'un même exercice, sauf que les volumes de production à court terme de nos gazoducs aux États-Unis sont soumis à des variations saisonnières. À long terme, cependant, les produits et le bénéfice net trimestriels fluctuent pour les raisons suivantes :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. De plus, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Du résultat comparable sont exclus les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2017 sont exclus :

- un gain net de 265 millions de dollars, après les impôts, relatif à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis qui comprend un gain de 441 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de TC Hydro et une perte de 176 millions de dollars, après les impôts, sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne;
- une charge de 15 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 4 millions de dollars, après les impôts, liée aux frais de maintenance des actifs de Keystone XL, qui sont passés en charges en attendant que le projet puisse être poursuivi.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont exclus :

- une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, relative à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL, qui sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- un recouvrement d'impôt de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs avait été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 sont exclus :

- une charge de 870 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente, qui comprend une perte de 863 millions de dollars, après les impôts, sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de 7 millions de dollars, après les impôts, relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars, après les impôts, sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une charge de 67 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

- une charge de restructuration de 6 millions de dollars, après les impôts, se rapportant aux pertes futures supplémentaires attendues aux termes de contrats de location. Ces charges avaient trait à une initiative de restructuration qui a débuté en 2015 visant à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2016 sont exclus :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, dont une charge de 67 millions de dollars, après les impôts, se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers de l'usine et du matériel du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- une charge de 9 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 3 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 9 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars, après les impôts, inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 6 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars, après les impôts, liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars, après les impôts, inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars, après les impôts, liée à la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue pour le début de 2016;
- une charge nette de 60 millions de dollars, après les impôts, liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont 28 millions de dollars principalement pour les indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;

- une charge de 43 millions de dollars, après les impôts, liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- une charge de 27 millions de dollars, après les impôts, liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Pipelines, LP dans Great Lakes.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2015 est exclue une charge de 6 millions de dollars, après les impôts, liée aux indemnités de cessation d'emploi dans le cadre d'une restructuration visant à maximiser l'efficacité et l'efficience des activités actuelles de la société.